



Au-delà d'une "guerre des prix" sur le marché européen du gaz : que peuvent faire les fournisseurs traditionnels ?

Sadek Boussena, Catherine Locatelli

► To cite this version:

Sadek Boussena, Catherine Locatelli. Au-delà d'une "guerre des prix" sur le marché européen du gaz : que peuvent faire les fournisseurs traditionnels ?. *Pétrostratégies*, 2016, 1440, pp.7-8. hal-01289073

HAL Id: hal-01289073

<https://hal.science/hal-01289073>

Submitted on 16 Mar 2016

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

Au-delà d'une « guerre des prix » sur le marché européen du gaz : que peuvent faire les fournisseurs traditionnels ?

Par Sadek Boussena et Catherine Locatelli*

Au-delà des prix bas du gaz naturel sur le marché européen, les fournisseurs traditionnels de l'UE peuvent-ils initier une stratégie en instrumentalisant, en leur faveur, l'incertitude qui pèse sur les prix futurs du gaz ? Face à l'accroissement de la concurrence sur le marché gazier européen, cette option pourrait être une alternative à une simple « guerre des prix » nuisible pour tous. Avec plus de 30 % des livraisons de l'UE, Gazprom peut avoir un rôle prédominant. Souhaite-t-il préserver sa part de marché et contrer l'arrivée de GNL américain ? Est-il condamné à adopter une position passive en tant que fournisseur résiduel ou va-t-il gérer positivement cette situation en utilisant les incertitudes sur les prix ? Peut-il jouer ce rôle comme leader de facto d'un groupe de gros fournisseurs ?

La baisse de la demande en Europe, l'existence de surcapacités de réception, la concurrence d'autres énergies et la chute des cours du pétrole ont bouleversé le contexte gazier avec une baisse substantielle des prix. Après bien des réticences, les fournisseurs de l'UE se sont adaptés au développement des marchés libres en Europe du Nord-Ouest (spot, « hubs » gaziers) en modifiant leurs contrats sans renoncer au principe de l'indexation des prix sur les produits pétroliers. La conséquence est une baisse de plus de 50 % du prix avec, en 2015, une moyenne (entrée UE) d'environ \$6,0/MBtu. Le processus se poursuit. Ainsi, le 17 février 2016, à la frontière allemande, le gaz russe était vendu à \$4,7/MBtu. Ces modifications ont permis de réaligner les prix des contrats LT sur ceux des marchés spot. Cette réaction défensive suffira-t-elle à préserver durablement la part de marché, à affronter l'intensification d'une concurrence gaz/gaz et celle du charbon dans le secteur de l'électricité tant que le prix du carbone reste bas ? Non, surtout avec l'arrivée du GNL nord-américain. Mais au-delà de la simple défense de la part de marché, une optimisation des profits à long terme implique une démarche plus offensive, construite pour réaliser de meilleurs prix.

« Une optimisation des profits à long terme implique une démarche plus offensive »

Notre suggestion est que durant une phase de transition (cinq - dix ans ?) où le marché européen ne sera pas encore totalement liquide et connecté au marché mondial, cette option stratégique consisterait pour un acteur dominant (ou un groupe de fournisseurs) à utiliser l'incertitude des prix comme levier de manœuvre (« stratégie dite de l'incertitude », S. Boussena, 1994¹). Elle pourrait se dérouler en deux phases. Dans un premier temps, le producteur dominant accompagnerait une guerre des prix pour préserver sa part de marché et semer le doute chez les concurrents. Bien entendu, cette guerre des prix ne peut être une fin en soi, ni trop durer. Puis viendrait un second temps, plus important, où le producteur dominant pourrait adopter (en Europe) la démarche qui est prônée à l'Arabie Séoudite sur le marché pétrolier international, celle d'une stratégie dite « de l'incertitude² », qui favorise la volatilité des cours pour profiter de celle-ci. L'avantage de cette stratégie est de se pratiquer sans avoir à être affichée ou assumée, le leader pouvant entraîner (sans formalités d'alliance) d'autres vendeurs

ayant les mêmes avantages concurrentiels (l'OPEP pour l'Arabie Séoudite).

1) Dans la première phase le producteur dominant favorise les signaux de prix vers le bas. Cela n'a pas été le cas des fournisseurs à l'UE, qui ont subi sans moyens de

contrer cette chute des prix qui impacte drastiquement leurs recettes. Mais Gazprom pourrait maintenant réévaluer sa position et chercher à profiter de ce mouvement. En tant que fournisseur déterminant, il a un potentiel d'influence sur les prix. Il dispose pour cela d'avantages comparatifs — coût de production, proximité géographique, infrastructures amorties, surcapacité de livraison — qui lui permettent de s'accommoder de prix bas mais sans pertes pour l'entreprise. Selon de nombreuses estimations, Gazprom (ainsi que Sonatrach et Statoil) pourrait commercialiser du gaz naturel au coût marginal moyen de \$3,80/MBtu (frontière allemande). Si d'autres vendeurs déjà présents peuvent également survivre à cette situation, ce signal de prix — surtout s'il dure — est insupportable pour le

financement des projets futurs. Il laisse planer un risque trop gros sur leur rentabilité.

En effet, en matière de coût de développement marginal, la référence qui compte aujourd'hui dans le contexte européen, c'est le GNL américain qui à moyen/long terme est le concurrent majeur le plus crédible. Sur ce plan, le contrat type Cheniere (Sabine Pass) est très instructif quant au coût technique minimum de livraison de GNL américain à l'Europe³. Ainsi, sur un prix Hub Henry de \$2/MBtu (variable), on ajoute un coût de liquéfaction compris entre \$2,25 et \$3/MBtu, un coût de transport maritime de \$1,3-1,5/MBtu et un coût de regazéification de \$0,5/MBtu. On obtient un coût total rendu Europe entre \$7 et \$8/MBtu. Au final, aux conditions technologiques actuelles, des prix (frontière UE) entre \$3,80 et \$7,5/MBtu, sont acceptables pour certains fournisseurs (dont Gazprom, Statoil et Sonatrach) mais seraient dissuasifs pour de nouveaux projets de GNL (quelle que soit leur provenance). Comment alors initier un investissement hautement capitalistique et à temps long pour un projet de GNL quand les signaux reflètent des prix si bas ?

2) La seconde phase de cette stratégie dite « de l'incertitude » suppose de s'accommoder, voire de stimuler la volatilité des cours gaziers et de s'abstenir — autant que possible — d'envoyer des informations sur les prix et les coûts. Cette stratégie s'alimente d'une volatilité élevée des cours. Celle-ci se manifestant d'abord sur les marchés libres (spot, marchés à terme), les gros fournisseurs ne peuvent ignorer ces places dont le développement est utile, y compris pour eux. Ils peuvent légalement en tirer profit en y intervenant sur une base opportuniste. Doivent-ils pour autant en faire un axe majeur, voire unique, de leurs ventes et supprimer les contrats long terme ? Cela serait une erreur. L'optimum se situerait dans une combinaison des deux formes de commercialisation : garder les contrats LT et utiliser légalement d'une manière opportuniste les capacités excédentaires sur les marchés libres quand c'est dans leur intérêt.

Dans les conditions présentes favorables aux acheteurs, les prix du gaz entrée UE resteront probablement dans une fourchette de \$4/MBtu à \$8/MBtu, sachant, de surcroît, que le prix équivalent du charbon, concurrent sur le marché européen, ne dépasse pas \$4 à \$5/MBtu. Les fournisseurs de l'UE peuvent agir à la marge sur les marchés libres tout en restant dans cette bande de prix.

Avec une telle amplitude potentielle de variation, la forte volatilité des cours, favorable à la stratégie dite de l'incertitude, serait assurée. Il suffirait de laisser les cours bas un certain temps et de répéter l'opération s'il le faut, pour contenir la concurrence potentielle de « gaz lointains » (type GNL australien) et retarder l'arrivée massive du GNL de gaz de schiste US.

Avec des marchés gaziers plus concurrentiels, plus volatils, entretenir l'incertitude sur les prix suppose aussi une adaptation des modèles de contrats LT/TOP. Ces derniers furent utiles pour développer l'industrie gazière.

En Europe et en Asie, pour des raisons de sécurité, les acheteurs aussi en ont encore besoin. Cependant, est-il toujours dans l'intérêt des fournisseurs d'assurer une prévisibilité des prix au travers de ces contrats ? La Russie, l'Algérie, le Qatar et la Norvège ont l'avantage de vendre à partir d'installations

existantes et donc une marge plus grande pour négocier ces nouveaux contrats. Ils ne peuvent cependant faire l'économie d'une réflexion sur un nouveau design des clauses relatives à la durée, les obligations, la flexibilité, le TOP et les formules de prix. L'objectif étant de réduire, autant que possible, la prévisibilité induite par ces contrats sous leur forme actuelle. Des pistes existent mais cela est un autre sujet qui ne pourra s'écrire qu'avec les négociations concrètes dans le nouveau contexte gazier mondial plus libéralisé.

Gazprom et les autres peuvent-ils se lancer dans une telle stratégie ? Rien n'est moins sûr. Pour le pétrole, c'est l'État séoudien qui joue le rôle de « producteur dominant », Aramco n'étant qu'un instrument. Pour la Russie (et les autres pays exportateurs), les besoins pressants de recettes maximales à court terme les incitent, pour l'instant, à la défense systématique de prix élevés, probablement au détriment des intérêts de long terme et de la nécessité de stratégies d'optimisation.

* Respectivement chercheur à l'Université de Grenoble, ancien ministre de l'Energie, Algérie, et chargée de recherche au CNRS, Université de Grenoble.

¹ Boussena, S. (1994). Prix du pétrole et stratégies de l'OPEP. *Revue de l'Energie*, n° 458, mai, pp. 246-253.

² Boussena, S. (1994b). OPEC and The Oil Price In the Next Five Years. *Middle East Economic Studies*, 37 (43), pp. 1-7.

³ Cette usine de GNL est très spécifique puisqu'elle bénéficie d'infrastructures déjà existantes et de clients contraints (par leurs engagements passés de réservation de capacités (fees : \$3/MBtu).